

高温高压凝析气藏物质平衡方程的建立 ——考虑气藏气相水蒸气含量及岩石颗粒的弹性膨胀作用

刘志斌 刘道杰 田中敬

西南石油大学研究生部

刘志斌等. 高温高压凝析气藏物质平衡方程的建立——考虑气藏气相水蒸气含量及岩石颗粒的弹性膨胀作用. 天然气工业, 2011, 31(7): 37-39.

摘 要 分析高温高压凝析气藏开发动态时, 必须考虑气相中水蒸气及岩石变形的影响。为此, 在引入气藏内部烃类摩尔质量平衡原理及广义凝析气藏物质平衡原理的基础上, 考虑气藏气相水蒸气含量及岩石颗粒的弹性膨胀作用, 推导了气相水蒸气含量、天然水驱、注气及带油环条件下的高温高压凝析气藏物质平衡方程通式。实例证明, 利用忽略气相水蒸气含量或岩石变形的凝析气藏物质平衡方程和容积法计算的高温高压凝析气藏的储量均偏大, 其误差大于 5%, 这说明新建立的考虑气藏气相水蒸气含量及岩石颗粒的弹性膨胀作用的高温高压凝析气藏物质平衡方程是可靠和准确的。

关键词 高温 高压 凝析油气田 物质平衡方程 储量 水蒸气 岩石 弹性膨胀

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2011.07.009

近几年, 国内外陆续发现了多个高温高压凝析气藏, 气藏温度均超过 130 °C, 且多个气藏还伴随有高压。在高温高压条件下, 凝析气藏中的液态水就很容易变成水蒸气溶入气相中, 使得气藏相态产生极其复杂的变化, 凝析流体表现出大偏差系数和低界面张力的特性, 甚至地层水发生“盐析”现象, 从而降低储层渗透率^[1-4]。凝析气藏中岩石颗粒的弹性膨胀作用增加了储层流体运动的动力, 但也降低了储层的渗流能力, 使得气藏动态储量预测十分复杂。若利用常规凝析气藏物质平衡方程^[5-7]分析高温高压凝析气藏的动态势必将产生较大偏差, 因此必须建立考虑气藏气相水蒸气含量及岩石颗粒弹性膨胀作用的高温高压凝析气藏物质平衡方程, 以达到准确计算气藏储量的目的。

1 物质平衡方程的建立

假设高温高压凝析气藏存在外部水体、内部地层水和油环, 忽略气体在多孔介质中的吸附、气体在地层水和油环中的溶解及气藏外部水体岩石的弹性变形, 高温高压凝析气藏综合驱动物质平衡图如图 1 所示。

根据气藏内部烃类摩尔质量平衡原理得^[8]:

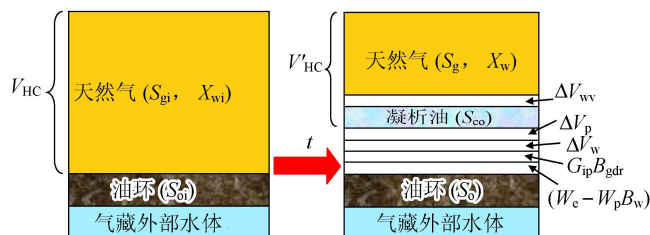


图 1 高温高压凝析气藏综合驱动物质平衡图

$$n_g + n_{li} = n_{wp} + (n_{rg} + n_{rl}) \quad (1)$$

式中 n_g 为气藏中烃类气体的原始储量, kmol; n_{li} 为气藏中油环的原始储量, kmol; n_{wp} 为累积采出井流物量, kmol; n_{rg} 为气藏剩余气相量, kmol; n_{rl} 为气藏剩余液相量(包括油环剩余油、气体地下凝析油), kmol。

1.1 气藏中烃类气体的原始储量

假设气藏气相由烃类和水蒸气组成, 气相烃类体积为 $V_{HC}(1 - x_{wi})$, 由真实气体状态方程得:

$$n_g = p_i V_{HC} (1 - x_{wi}) / (TRZ_i) \quad (2)$$

式中 p_i 为气藏原始地层压力, MPa; V_{HC} 为气藏气相孔隙体积, m³; x_{wi} 为原始条件下气相水蒸气体积分数; T

基金项目: 国家自然科学基金项目(编号: 50874094)和高等学校博士学科点专项科研基金(编号: 20095121110003)。

作者简介: 刘志斌, 1962 年生, 教授, 博士; 从事油气藏开发动态模拟与优化控制研究工作。地址: (610500) 四川省成都市新都区新都大道 8 号。电话: (028) 83032760。E-mail: liuzhibin swp@vip.sina.com

为气藏温度, K; R 为通用气体常数; Z 为气藏流体原始状况下的偏差因子。

1.2 气藏中油环的原始储量

原始气藏储层流体包括气相 (S_{gi})、气藏内部地层水 (S_{wi}) 和油环 (S_{oi}), 其总体积可表示为 $(1+m)V_{HC}$, 则气藏中油环的原始储量 (n_{oi}) 为:

$$n_{oi} = (1+m)V_{HC} S_{oi} \rho_{oi} / M_{oi} \quad (3)$$

式中 m 为气藏原始状况下液体体积与气相体积之比; S_{oi} 为气藏原始状态下液相中含油饱和度; ρ_{oi} 为气藏原始油环中油的密度, kg/m^3 ; M_{oi} 为原始状态下油环中油的分子量, kg/mol 。

1.3 累积采出井流物量

累积采出井流物量 (n_{wp}) 的计算式为:

$$n_{wp} = p_{sc} G_{wp} / (T_{sc} R Z_{sc}) \quad (4)$$

式中 p_{sc} 为标准状况下压力, MPa; G_{wp} 为累积采出井流物量, m^3 ; T_{sc} 为气相在标准条件下的温度, K; Z_{sc} 为气相在标准条件下的偏差因子。

1.4 气藏剩余气相量

气藏剩余气相量 (n_g) 的计算式为:

$$n_g = p V'_{HC} (1 - x_w) S_g / (TR Z_w) \quad (5)$$

式中 p 为气藏目前压力, MPa; V'_{HC} 为目前情况下凝析油和气体相体积, m^3 ; x_w 为气相水蒸气体积分数; S_g 为气相中烃类气体饱和度; Z_w 为气藏井流物瞬时偏差因子。

当地层压力下降后, 原始气藏烃类孔隙体积受到气相水蒸气、岩石骨架和气藏内部地层水的膨胀作用, 气藏外部水体水侵, 注入流体体积及油环体积膨胀作用等共同影响, 使得气藏原始烃类体积 (V_{HC}) 缩小为 V'_{HC} 。即

$$V'_{HC} = V_{HC} - \Delta V_{wv} - \Delta V_p - \Delta V_w - (W_e - W_p B_w) - G_{ip} B_{gdr} - \Delta V_o \quad (6)$$

其中 $\Delta V_{wv} = V'_{HC} S_g x_w (1 - B_{gi} / B_{g2})$

$$\Delta V_p = (1+m)V_{HC} \{1 - e^{-C_{pi} a / (1-b) [(a-p)^{1-b} - (a_1-p_1)^{1-b}]}\}$$

$$\Delta V_w = (1+m)V_{HC} S_{wi} C_w (p_i - p)$$

$$W_e - B_w W_p = B \sum Q_D (t_D, r_D) \Delta p_e - B_w W_p$$

$$\Delta V_o = [(1+m)V_{HC} S_o B_o / B_{oi}] - V_o B_o$$

式中 ΔV_{wv} 为气相中水蒸气的膨胀量, m^3 ; ΔV_p 为气藏岩石骨架体积膨胀量, m^3 ; ΔV_w 为气藏内部地层水膨胀量, m^3 ; $W_e - B_w W_p$ 为气藏外部水体净水侵量, m^3 ; ΔV_o 为油环体积膨胀量, m^3 ; B_{g2} 为凝析油与气的两相体积系数; B_o 为目前气藏压力下油环体积系数; S_{wi} 为气藏原始状态下含水饱和度; C_p 为目前压力下岩石压缩系数, $C_p = C_{pi} a (\alpha - p)^{-b}$, MPa $^{-1}$; C_{pi} 为初始岩石压

缩系数, MPa $^{-1}$; a, b 为实验常数; α 为岩石上覆应力, $\alpha = \rho H / 101.325$, MPa; ρ 为上覆岩石密度, g/cm^3 ; H 为气藏中部深度, m; C_w 为地层水压缩系数, MPa $^{-1}$; W_e 为气藏外部水体水侵量, m^3 ; W_p 为气藏累积产水量, m^3 ; B_w 为地层水体积系数; B 为水侵系数, $B = 2\pi r_g^2 h_w \phi_w C_e \theta / 360$, m^3/MPa ; Q_D 为气藏边界单位压降无因次水侵量; t_D 为无因次生产时间, $t_D = 3.6 K t / \phi_w \mu_w C_e r_g^2 = \lambda$; r_e 为供水区等效半径, m; r_g 为等效气藏半径, m; r_D 为无因次供水半径, $r_D = r_e / r_g$; Δp_e 为气藏边界压降, MPa; h_w 为供水区厚度, m; ϕ_w 为供水区孔隙度; C_e 为供水区总压缩系数, 地层水压缩系数 (C_w) 与供水区平均孔隙度压缩系数 (C_p) 之和, MPa $^{-1}$; θ 为气藏与供水区接触角, ($^\circ$); K 为供水区渗透率, mD; μ_w 为地层水的黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; t 为生产时间, d; λ 为系数; G_{ip} 为累积注入干气量, m^3 ; B_{gdr} 为注入干气的体积系数; B_{gi} 为原始气藏压力下气体体积系数; V_o 为采出油环体积, m^3 。

全部代入式(6)中可得:

$$V'_{HC} = \{ V_{HC} [1 - (1+m) \{1 - e^{C_{pi} a / (1-b) [(a-p)^{1-b} - (a_1-p_1)^{1-b}]}\} - (1+m) S_{wi} C_w (p_i - p) - (1+m) S_o B_o / B_{oi} - (W_e - W_p B_w) - G_{ip} B_{gdr} + V_o B \} / [1 + S_g x_w (1 - B_{gi} / B_{g2})] \} \quad (7)$$

1.5 气藏剩余液相量

气藏剩余液相量 (n_{li}) 包括油环剩余油和气体地下凝析油两部分, 其计算式为:

$$n_{li} = \frac{V'_{HC} S_{co} \rho_o}{M_{co}} + \frac{[(1+m)V_{HC} S_o B_o - V_o B_o] \rho}{M_o} \quad (8)$$

式中 S_{co} 为 V'_{HC} 中凝析油饱和度, $S_{co} = 1 - S_g$; ρ_o 为 V'_{HC} 中凝析油密度, kg/m^3 ; M_{co} 为 V'_{HC} 中凝析油的分子量, kg/mol 。

将式(2)~(5)、式(8)代入式(1)便得:

$$p_i \frac{V_{HC} (1 - x_{wi})}{TR Z_i} + \frac{(1+m)V_{HC} S_{oi} \rho_{oi}}{M_{oi}} = \frac{p_{sc} G_{wp}}{T_{sc} R Z_{sc}} + \frac{p V'_{HC} (1 - x_w) S_g}{TR Z_w} + \frac{V'_{HC} S_{co} \rho_o}{M_{co}} + \frac{[(1+m)V_{HC} S_o B_o - V_o B_o] \rho}{B_{oi}} / M_o \quad (9)$$

上式即为考虑气相水蒸气含量、天然水驱、注气及带油环的高温高压凝析气藏物质平衡方程通式。将式(7)代入整理得:

$$V_{HC} = \left\{ \frac{p_{sc} G_{wp}}{T_{sc} R Z_{sc}} - Y \left[\frac{p (1 - x_w) S_g}{TR Z_w} + \frac{S_{co} \rho_o}{M_{co}} \right] - \frac{V_o B_o \rho}{M_o} \right\} / \left\{ \frac{p_i (1 - x_{wi})}{TR Z_i} + \frac{(1+m) S_{oi} \rho_{oi}}{M_{oi}} - \frac{(1+m) S_o B_o \rho}{B_{oi} M_o} \right\}$$

$$X \left[\frac{p(1-x_w)S_g}{TRZ_w} + \frac{S_{co}\rho_o}{M_{co}} \right] \quad (10)$$

其中

$$X = \left\{ 1 - (1+m) \left\{ 1 - e^{C_{pi} a / (1-b) [(a_{i-p})^{1-b} - (a_{i-p_i})^{1-b}]} \right\} - \right. \\ \left. (1+m) S_{wi} C_w (p_i - p) - \frac{(1+m) S_o B_o}{B_{oi}} \right\} / \\ \left[1 + S_g x_w (1 - B_{gi} / B_g) \right] \\ Y = \frac{(W_e - W_p B_w) + G_{ip} B_{gdr} - V_o B}{1 + S_g x_w (1 - B_{gi} / B_g)}$$

利用式(10)可求得高温高压凝析气藏的气相孔隙体积,故原始气藏气相中烃类体积为 $V_{HC}(1-x_{wi})$ 。

针对气藏是否含有外部水侵、是否注气、是否带油环等情况,可以将式(6)和式(8)中对应的相关项进行取舍来计算高温高压凝析气藏储量^[5-6]。

2 实例应用

以某高温高压凝析气藏为例,气藏周围存在边水,采用衰竭式开发方式。气藏中部深度为4 630 m,原始地层压力为66.85 MPa,原始气藏温度为152.7℃,原始地层凝析气压缩因子为1.204,原始条件下气相水蒸气体积分数为0.038 4%,气藏原始状况下液体体积与烃类气体体积之比为0.31,气藏原始状态下液相中含油饱和度为1.2%,原始气藏油环中油的密度为673 kg/m³,目前压力下气相水蒸气体积分数为0.032 4%,目前压力下气相饱和度为57%,原始气藏压力下气体体积系数为0.034 8,原始含水饱和度为11%,原始孔隙压缩系数 $24.893\ 9 \times 10^{-4}$ MPa⁻¹,Fertl W H覆压实验常数 a 为8.266 02,Fertl W H覆压实验常数 b 为0.914 02,上覆岩石密度为2.3 g/cm³,气藏与供水区接触夹角为230°,供水区平均孔隙度为0.124,供水区平均渗透率为44.2 mD,地层水黏度为0.335 2 mPa·s,气藏面积为68.2 km²,供水区面积为102.8 km²,供水区厚度为9.4 m,目前压力下采出油环体积为 468×10^4 m³,累积采出井流物量 2.587×10^8 m³,气藏目前压力为42.7 MPa。

利用式(10)计算气藏气相孔隙体积为 11.072×10^8 m³,原始气藏气相中烃类体积为 $11.067\ 75 \times 10^8$ m³,原始条件下油环的体积为 $1\ 727 \times 10^4$ m³,凝析油可采储量为 53.83×10^4 m³。利用忽略气相中含有水蒸气的凝析气藏物质平衡方程^[5]计算该气藏地质储量为 11.659×10^8 m³,比笔者方法的计算结果偏大5.34%,其原因为气相中水蒸气的存在使得气相偏差因子变小、气相摩尔体积变小,由此认为利用忽略水蒸气存在的凝析气藏物质平衡方程计算凝析气藏地质储

量结果会偏大;利用忽略气相中水蒸气和岩石变形的凝析气藏物质平衡方程^[6]计算该气藏地质储量为 11.960×10^8 m³,比笔者方法的计算结果偏大8.06%,由此认为利用忽略气相中水蒸气和岩石压缩性的凝析气藏物质平衡方程计算凝析气藏地质储量其结果也会偏大。容积法主要用于计算气藏静止状态时的地质储量,未考虑气藏动态特征,计算的结果为 12.738×10^8 m³,比笔者方法的计算结果偏大15.09%。

3 结论

1)在气藏内部烃类摩尔质量平衡原理及广义凝析气藏物质平衡原理的基础上,推导了考虑气藏气相水蒸气含量及岩石颗粒弹性膨胀作用的高温高压凝析气藏物质平衡方程。

2)利用忽略气相中水蒸气或岩石变形的凝析气藏物质平衡方程计算气藏地质储量结果都偏大,其原因是高温高压凝析气藏气相中饱含大量水蒸气,使得气相偏差因子变大、摩尔体积变小。

3)实例证明,利用忽略气相水蒸气含量或岩石变形的凝析气藏物质平衡方程和容积法计算的某高温高压凝析气藏储量较笔者计算的结果分别偏大5.34%、8.06%、15.09%。论证了此方法的可靠性、实用性。

参 考 文 献

- [1] 石德佩,孙雷,李东平,等.关于烃—水体系相平衡研究的现状及新进展[J].西南石油学院学报,2005,27(3):49-53.
- [2] KOKAL S, AL-DOKHI M, SAYEGH SELIM. Phase behavior of a gas-condensate water system[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2003, 6(6):412-420.
- [3] 钟太贤,袁士义,胡永乐,等.凝析气流体的复杂相态[J].石油勘探与开发,2004,31(2):125-127.
- [4] GRAHAM G M, JORDAN M M, GRAHAM G C, et al. The implication of HP/HT reservoir conditions on the selection and application of conventional scale inhibitors: thermal stability studies[C]// paper 37274-MS presented at the International Symposium on Oilfield Chemistry, 18-21 February 1997, Houston, Texas, USA. New York: SPE, 1997.
- [5] 戚志林,唐海,杜志敏.带油环的凝析气藏物质平衡方程[J].天然气工业,2003,23(1):70-72.
- [6] 李骞,李相方,郭平,等.异常高压凝析气藏物质平衡方程推导[J].天然气工业,2010,30(5):58-60.
- [7] 陈玉祥,马发明,王霞.凝析气藏物质平衡方程计算新方法[J].天然气工业,2005,25(2):104-106.
- [8] 王星,黄全华,尹琅,等.考虑水侵和补给的气藏物质平衡方程的建立及应用[J].天然气工业,2010,30(9):32-35.